AZERBAIJAN NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES
INSTITUTE OF GEOLOGY AND GEOPHYSICS

PhD Thesis

Abitova Aygul Zholdashovna

Development and application of new methods for formation stimulation and bottom hole zone treatment by the example of Kazakhstan field

Supervisor
Baghir A. Suleimanov, DSc habil., «OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR

Baku - 2016

ABSTRACT

Design solutions, pilot testing and industrial introduction of various stimulation methods to formation and bottom hole-zone have been successfully realized for many years of field development in Kazakhstan. For all that current oil recovery ratio for specified fields is relatively low.

In connection with this development of new effective stimulation methods to formation and bottom hole-zone remains very actual task.

New oil recovery method was developed using water-alternated-gas injection (WAG) in this dissertation. Different versions of WAG were investigated in laboratory conditions. It is found that, the increment of water flood displacement efficiency was: WAG with methane – 9,4%; WAG with nitrogen – 7,0%; WAG with methane plus SAR (surface active reagent) – 12,0%; WAG with nitrogen plus SAR – 9,0%; during polymer water flooding– 2,4%. Laboratory research results permit to recommend usage of injected water and gas volume ratio in the range of 0,2-0,5 dependence on actual development conditions.

Developed technologies for nitrogen-enriched air and hydrogen disulfide- enriched water production during treatment of hydrocarbon gas can be widely used as working substance in maintenance of reservoir pressure in developed oil-gas fields.

Flow diverting technology (FDT) was developed for formation stimulation based on viscosity control of thickened water fringe. Residual oil displacement efficiency was investigated after water flooding with different modifications of thickened water fringe in laboratory conditions. It is shown that, maximal incremental oil production is reached 45% in viscosity fringe higher than the viscosity of the water used for flooding.

A new method for selective bottom hole-zone treatment was developed by sealing of lower perforated interval with sand column and creating of clay plug on sand column for its sealing using wire-line technique container.

WAG technology was designed based on geological model in experimental area, in “Kalamkas” field Ю-1С horizon. However it was recommended to realize WAG technology by co-injection of gas and water into formation, with a treated SAR in a foam system form. The WAG technology realization dynamics of main aspects, including production of oil, liquid and gas was obtained based on experimental area of hydrodynamic model and its adaptation to actual production history on the «Eclipse-100» software of Schlumberger. Herewith cumulative incremental oil production

was amounted 2699 thousand tons for 5 years. Experimental-industrial adoption of the WAG technology was started in the field according to recommended project.

Pilot tests proposed by FD technology were carried out in “Uzen” field using POLY-T-101 polyacrylamide, Alcoflood, FP-307 in 2013. Measures were carried out in 73 wells. FD technology effectiveness analysis shown that, it reduces water cut and increase flow rate of the reacting production wells. 171 of 311 surrounding wells responded to injection. General cumulative incremental oil production from implementation of the measures amounted 103,33 thousand tons in 2013.

ORIGINAL LANGUAGE

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНА
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

На правах рукописи

АБИТОВА АЙГУЛЬ ЖОЛДАСОВНА

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА

2525.01 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание учёной степени
доктора философии по техническим наукам

БАКУ – 2016

Работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики

Научный руководитель: член-корреспондент НАНА, доктор технических наук, проф. **Сулейманов Багир Алекпер оглы**

Официальные оппоненты: член-корреспондент НАНА, доктор технических наук, проф. **Джалалов Гариб Исак оглы**

доктор технических наук, проф. **Маммедзаде Ариф Микаил оглы**

Ведущая организация: НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

Защита диссертации состоится «14» июня 2016 г. в 11^{00} на заседании Диссертационного Совета D.01.081 при Институте Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Адрес: AZ1143, г. Баку, Азербайджан, пр. Г.Джавида 119
Факс: (+99412) 537 22 85
E-mail: gia@azdata.net

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Автореферат разослан «13» мая 2016 г.

Ученый секретарь
Диссертационного Совета D.01.081,
доктор философии
по техническим наукам **Мирзоева Д.Р.**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Республика Казахстан по разведанным запасам входит в десятку крупнейших нефтяных держав мира, уступая отдельным государствам Латинской Америки, Ближнего Востока, а также России и США. По добыче нефти Казахстан занимает 18-е место в мире. Открытие и ввод в промышленную разработку в 1965г. месторождения Узень явилось знаменательным событием в развитии нефтяной промышленности Казахстана. Далее, с начала 70-х годов прошлого века были открыты такие нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, как Карамандыбас, Каражанбас, Каламкас и др.

За долгие годы разработки указанных месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако, несмотря на это текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождения относительно невысок.

В связи с этим разработка новых эффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону остается весьма актуальной задачей.

Цель работы - разработка и применение новых методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

Основные задачи исследования

- разработать новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия;
- разработать энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
- разработать новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой;
- разработать новый способ селективного воздействия на продуктивный пласт.

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем применения геологического, гидродинамического моделирования, экспериментальных и промысловых исследований.

Научная новизна

- разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия, в котором в зависимости от реальных условий разработки обосновывается использование соотношения объемов закачиваемых газа и воды в диапазоне 0,2-0,5;
- разработаны энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
- разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307, который способствует снижению обводненности и повышению дебита добывающих скважин;
- разработан новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин.

Защищаемые положения

1. Новые способы разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия и с потокоотклонением загущенной водой;
2. Энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления;
3. Новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин.

Практическая значимость результатов работы

Разработанный способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия защищен патентом Республики Казахстан №27065. Начато опытно-промышленное внедрение способа на месторождении Каламкас.

Разработанный способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой (потокоотклоняющая технология) успешно внедрен на месторождении Узень. Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку ПОТ. При этом общая дополнительная добыча нефти за 2013 год составила 103,33 тыс. тонн.

Разработанный способ селективного воздействия на продуктивный пласт нефтегазового и газового месторождений защищен патентом Республики Казахстан №27510.

Апробация работы

Материалы диссертации докладывались и обсуждались на:

- Международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» - г. Актау, 2011 г.;

- Международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана» -г. Актау, 2013г.;

- IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», г. Москва, ОАО "ВНИИнефть", 2013 г.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 15 трудов, из которых 6 статей, 6 тезисов, 2 патента Республики Казахстан и 1 заявка на получение патента Республики Казахстан.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, списка литературы, включающего 151 наименование и 1 приложение. Работа изложена на 200 страницах, содержит 35 таблиц и 34 рисунка.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель, основные задачи и указана ее практическая ценность.

В первой главе диссертации дан литературный обзор, в частности дан анализ существующих методов интенсификации добычи нефти на месторождениях Казахстана, в том числе методов воздействия на призабойную зону на месторождении Каламкас и методов воздействия на пласт на месторождении Узень.

Рассмотрено большое количество источников по мероприятиям интенсификации добычи нефти на различных месторождениях. Показано, что за долгие годы разработки казахстанских месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, и велся постоянный поиск, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако, несмотря на это текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождения относительно невысок. В связи с этим разработка новых эффективных методов воздействия на пласт и призабойную зону остается весьма актуальной задачей.

Во второй главе приведены экспериментальные исследования по разработке новых методов воздействия на пласт и призабойную зону.

Для изучения процессов вытеснения нефти водой, газом и методами водогазового воздействия (ВГВ) создана экспериментальная установка, основными элементами которой являются: горизонтально расположенная насыпная модель пласта, снабженная образцовыми манометрами и запорными вентилями, а также блоки для обеспечения: термобарических условий проведения эксперимента; фильтрации через модель пласта жидких флюидов (нефть, вода); контроля перепада давления при фильтрации; закачки в модель пласта газа высокого давления; сбора, разделения и анализа входящей из пласта продукции.

Подготовка модели пласта к эксперименту включала в себя несколько этапов.

Этап 1. Образцы керна сначала разбивались молотком, затем размалывались в мельнице грубого помола до состояния песка. Размолотый керн экстрагировался от остатков нефти спиртобензольной смесью в приборе Сокслета с последующей сушкой при температуре 80^0С до прекращения изменения его массы.

В экспериментальных исследованиях использовались модели пласта длиной 71 см и внутренним диаметром 3 см. Далее производилась набивка модели размолотым керном.

Затем определялась проницаемость модели по азоту. При получении нужного значения проницаемости модель обвязывалась запорными вентилями и взвешивалась.

Этап 2. Модель насыщалась водой с определением проницаемости по воде, пористости и порового объема. В работе использовалась отвакуумированная модель пластовой воды. Для полного насыщения модели водой из неё удалялся воздух путём вакуумирования. Затем производилось насыщение модели водой под вакуумом. После насыщения модели пласта водой определялась её проницаемость по воде согласно стандартной методике. Пористость рассчитывалась исходя из разности масс модели, насыщенной водой, и сухой. Полученная разность масс пересчитывалась на объём (с учётом плотности модели пластовой воды), а рассчитанный таким образом объём пустот (поровый объём) в модели делился на объём пустой модели и переводился в проценты (значение пористости).

Этап 3. Модель пласта насыщалась изовискозной моделью нефти вязкостью 11,5 мПа·с для создания связанной воды и определения подвижности нефти в пластовых условиях путем прокачки через модель пласта нефти до достижения необходимого значения водона-

сыщенности. При этом ориентировались на среднее значение водонасыщенности пласта Ю-1С, находящееся в диапазоне значений от 0,4 до 0,6. Модель пласта была установлена в вертикальном положении, прокачка нефти велась сверху вниз для лучшего вытеснения воды. По достижении необходимого значения связанной воды, модель возвращалась обратно в горизонтальное положение.

В результате описанных выше операций были подготовлены модели пласта с начальной нефтенасыщенностью и связанной водой для проведения исследований процессов вытеснения нефти. При вытеснении контролировалось постоянство пластового давления, температуры и объемной скорости закачки вытесняющих агентов (воды, газа, растворов ПАВ и полимера). Замерялись объём вышедшей из модели пласта продукции (нефти, воды, газа), время отбора, перепад давления. По результатам эксперимента рассчитывались следующие величины: газовый фактор, объём прокачки вытесняющего агента, коэффициент вытеснения, остаточные насыщенности модели пласта нефтью, водой, газом.

Закачка газа в пласт после оторочки воды с ПАВ приводит в переходной зоне к образованию пенно-эмульсионной системы, способствующей эффективному вытеснению нефти из пласта. Уменьшается прорыв газа в добывающую скважину при дальнейшей ее эксплуатации и, одновременно, повышается дебит скважины. На этом принципе основана технология водогазового воздействия с применением нефтеводорастворимых ПАВ. Выбор поверхностно-активных веществ, применительно к технологии водогазового воздействия, основывается на вспенивающих свойствах систем «нефть – вода, содержащая ПАВ», или «нефть – ПАВ». Если говорить о типе ПАВ, которое закачивается в пласт в виде оторочки водного раствора перед водогазовым воздействием, то наибольший эффект следует ожидать от масловодорастворимого ПАВ, который будет из водного раствора переходить в нефть, улучшая её способность удерживать газ. Проведены исследования пенообразующей способности изовискозной модели нефти месторождения Каламкас, которая использовалась в фильтрационных исследованиях, а также смесей масловодорастворимых ПАВ с нефтью и водорастворимых ПАВ с пластовой водой минерализацией 113,12 г/л при температуре Т=42^{0}С. Исследованы ПАВ: масловодорастворимые СНПХ-4315Д и СНПХ-4810А (производства фирмы «Нефтепромхим», г. Казань); водорастворимые НМК-Комби (производства ООО НПК «МРТ», г. Москва), регулятор деструктора РД, ТУ-2499-070-17197708-2003.В результате лабораторных исследований получено,

что вспениваемость нефти, содержащей небольшие добавки масловодорастворимых ПАВ увеличивается на 9-12%.

По результатам полученных зависимостей можно сделать вывод о том, что методы водогазового воздействия и полимерного заводнения повышают коэффициент вытеснения остаточной после заводнения модели нефти месторождения Каламкас.

Полимерному заводнению соответствует наименьший коэффициент вытеснения по сравнению с методами водогазового воздействия. Значение коэффициента вытеснения составило 62% при прокачке 3,5 поровых объемов пласта вытесняющих агентов.

При водогазовом воздействии достигаются большие значения коэффициентов вытеснения: при обычном ВГВ - от 67 до 70 %, при ВГВ с использованием ПАВ еще на 2-2,5 % выше. Однако ВГВ соответствуют большие объёмы прокачки оторочек воды и газа относительно полимерного заводнения.

Лабораторные исследования показали, что использование сухого газа, содержащего в своем составе не менее 95 % метана, более предпочтительно при водогазовом воздействии по сравнению с применением азота, как в случае обычного водогазового воздействия, так и при использовании ПАВ, который повышает способность нефти удерживать газ, в результате чего процесс довытеснения нефти водогазовым воздействием с использованием ПАВ протекает эффективнее.

Показано, что в исследованиях с дегазированными и изовискозными нефтями можно рекомендовать следующее соотношение объемов закачиваемых газа и воды: для метана 0,2-0,5; для азота 0,2-0,3. Для рекомбинированных или пластовых нефтей это соотношение может быть таким же или ниже (например, для углеводородного газа до 0,4), но не выходящее за рамки рекомендуемого соотношения 0,2-0,5.

Исходя из вышесказанного, в экспериментальных исследованиях по оценке эффективности технологии ВГВ применительно к опытному участку залежи Ю-1С месторождения Каламкас, выполненных на изовискозной модели нефти, было выбрано следующее соотношение объемов закачиваемых газа и воды: при использовании метана 02-0,5 (1:1), азота 0,3 (1:3).

Реализация водогазового воздействия во многом зависит от реальных условий разработки месторождения (давление при действующей системе ППД, состояние скважин, объемы реализуемого газа, наличие необходимого оборудования и т.д.), при этом конкретное со-

отношение объемов закачки газа и воды должны обосновываться в соответствующих проектных документах, но не выходить за рекомендованные пределы.

Далее рассмотрены энергосберегающие технологии получения газообразных рабочих агентов для поддержания пластового давления.

Различные отрасли промышленности, включая нефтегазодобывающую, нефтегазоперерабатывающую, по производству минеральных удобрений, по хранению продуктов, противопожарные объекты на суши и на море нуждаются в использовании инертных газовых систем, в качестве которых может быть использован азот.

Промышленностью приняты на вооружение следующие методы получения азота: криогенный, мембранный, адсорбционный. Абсорбцией называют процесс поглощения растворимого компонента газовой смеси жидким поглотителем. Выбор типа абсорбента определяется физико-химическими свойствами потоков газа и жидкости. Так, например, для очистки углеводородного газа (метана) от большого содержания углекислого газа (CO_2) в качестве абсорбента в промышленных масштабах применяется вода, поскольку CO_2 обладает высокой растворимостью в воде (в 28,4 раза больше, чем метан). Для получения воздуха, обогащенного азотом, также можно использовать воду.

Поскольку для использования воздуха, обогащенного азотом, зачастую требуется высокое давление, например, для закачки его в продуктивный пласт в целях поддержания пластового давления (ППД), то абсорбционный процесс получения воздуха, обогащенного азотом, в режиме высокого давления может оказаться достаточно эффективным.

Однако величину давления абсорбционного процесса получения воздуха, обогащенного азотом, следует оптимизировать не только с учетом тех параметров, которые будут необходимы для его эффективного получения и последующего использования (например, для закачки в пласт), но и с учетом прочностной характеристики оборудования, а, следовательно, и стоимости этого оборудования, т.е. по результатам технико-экономической оценки. С повышением минерализации воды растворимость газов в ней ухудшается.

С учетом выше изложенного, разработан абсорбционный способ получения воздуха, обогащенного азотом, в технологическом процессе которого в качестве абсорбента используется как обычная, так и минерализованная вода, а сам процесс осуществляется в абсорбционной колонне в режиме рециркуляции.

На морских стационарных платформах в целях противопожарной безопасности возникает потребность в инертном газе, в качестве которого может быть использован воздух, обогащенный азотом. Для его получения можно использовать морскую минерализованную воду. Предложенная экологически чистая технология получения воздуха, обогащенного азотом, предусматривает возможность его использования в качестве альтернативы закачке в пласты углеводородных газов, что позволяет сохранить ценное углеводородное сырье и сократить выбросы азота в атмосферу, что, как известно, сопровождается негативными последствиями, вплоть до содействия глобальному потеплению.

В настоящее время добыча углеводородных газов, содержащих сероводород, составляет значительную часть общего объёма добываемого газа. Однако в связи с ядовитостью сероводорода ограничивается его допустимое содержание в газе, подаваемом потребителю, а также устанавливаются нормативы на его содержание в воздухе населённых мест и в воздухе рабочей зоны. Содержание сероводорода в очищенном газе нормируется.

Поэтому при освоении и эксплуатации нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождений решение вопросов утилизации попутных нефтяных и природных углеводородных газов, содержащих сероводород, связано с затратными мероприятиями по организации их очистки.

Немаловажным недостатком известных способов физической абсорбции является и то, что они позволяют только повышать концентрацию сероводорода, извлекаемого из очищаемого газа. Для получения же товарного продукта, содержащего серу, требуется установка переработки сконцентрированного сероводорода. При этом образуется поток остаточных «хвостовых» газов, в которых содержание вредных компонентов всегда превышает допустимые нормы.

В связи с изложенным для очистки углеводородных газов от сероводорода применение известных способов физической абсорбции с использованием в качестве абсорбента (поглощающей жидкости) органических растворителей в определённых условиях оказывается нерентабельным (в случае небольших объёмов добываемого на месторождении углеводородного сырья, удалённости промысловых объектов от мощностей по газоочистке и газопереработке, на морских стационарных платформах и др.).

Реализовать абсорбционный процесс очистки углеводородного

газа от сероводорода (H_2S) с использованием в качестве абсорбента воды со сбросом продуктов регенерации воды в атмосферу невозможно, так как сероводород является отравляющим веществом и сброс его в атмосферу категорически запрещён. Очистка продуктов регенерации известными методами осложнит технологический процесс и сделает его нерентабельным.

Задача решается с условием что абсорбционный процесс очистки углеводородного газа от H_2Sводой совмещается с подачей этой воды, обогащенной сероводородом, после добавления в нее бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность сульфатвосстанав-ливающих бактерий (СВБ), в систему поддержания пластового давления (ППД) на приём высоконапорных насосов, и через нагнетательные скважины закачивается в пласт.

Предлагаемая технология очистки углеводородного газа от сероводорода экологически безопасна, обеспечивает высокую защиту окружающей среды и не требует утилизации отработанных химических реагентов.

Ряд исследователей предлагает сероводород закачивать в нижележащие водонасыщенные интервалы продуктивного пласта. Такое предложение обеспечивает гарантию того, что поступивший в подстилающие воды сероводород, обладающий значительно лучшей растворимостью в воде, чем в нефти, находясь под большим давлением, чем выше лежащие нефте- или газонасыщенные пласты, не будет выделяться из воды и поступать в продуктивные пласты, насыщенные углеводородами.

Указанное предложение расширяет возможности нами предложенной технологии абсорбционного способа очистки углеводородных газов от сероводорода, когда в качестве абсорбента используется вода, которую затем, со значительным содержанием в ней сероводорода, можно будет закачивать в подстилающий водонасыщенный интервал продуктивного пласта, не опасаясь выделения из этой воды сероводорода и поступления его в продуктивные пласты, содержащие углеводороды.

Предложенная технология абсорбционного способа очистки углеводородных газов от сероводорода позволяет производить этот процесс при высоком содержании сероводорода в углеводородном газе и требуемых условиях процесса по давлению и температуре.

Как показал опыт разработки нефтяных месторождений, прорыв закачиваемых вод по пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80-90%, а суммарный отбор не превышает 40-50% из-

влекаемых запасов нефти. Объективной необходимостью увеличения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам коллектора. Это достигается применением потокоотклоняющих технологий (ПОТ).Технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов водных растворов полимеров, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), выравниванию приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, созданию более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины.

В качестве ПОТ нашел широкое промышленное внедрение способ закачки в пласт водного раствора высокомолекулярного хорошо растворимого в воде полиакриламида (ПАА) с концентрацией 0,05-0,1 мас.%. При такой концентрации получается вязкий раствор, обладающий структурно-механическими свойствами и пониженными силами поверхностного натяжения на границе с нефтью.

Осуществлять непрерывную закачку загущенной воды не рационально. Экспериментальными исследованиями и промысловыми экспериментами доказано, что для оптимизации процесса в продуктивный пласт достаточно закачать оторочку загущенной воды в объеме 15-25% от порового объема пласта, которую затем проталкивают обычной водой.

В лабораторных условиях исследованы коэффициенты вытеснения остаточной нефти после заводнения закачкой различных модификаций оторочки загущенной воды. Показано, что максимальная дополнительная добыча нефти достигается при вязкости оторочки на 45% выше вязкости воды используемой для заводнения.

На основе экспериментальных исследований предложен новый способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой, основанный на регулировании вязкости оторочки загущенной воды.

Задачей является повышение эффективности способа разработки вновь открытых, не вступивших в эксплуатацию нефтяных месторождений, и месторождений, разрабатывающихся с неопределенными условиями.

Сущность предлагаемого способа заключается в повышении эффективности разработки продуктивного пласта месторождения, содержащего нефть высокой вязкости, путем закачки в пласт загущенной воды

оптимальной вязкости, обеспечивающей максимальное извлечение нефти за весь срок разработки продуктивного пласта месторождения, характеризующегося слоистой проницаемостной неоднородностью.

Поставленная задача решается тем, что способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой, включающий вытеснение вязкой нефти оторочкой загущенной воды с оптимальной величиной вязкости с последующим ее проталкиванием обычной водой, при этом оптимальная величина вязкости определяется путем построения кривой зависимости объемов нефти, вытесненных за весь срок разработки с использованием оторочки загущенной воды различной вязкости, от соответствующих величин вязкости оторочки загущенной воды путем применения локальных динамических моделей в виде конечно-разностного уравнения, по нескольким крайним точкам известной зависимости, перестроенной в асимптотических координатах.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений возникает необходимость в воздействии через перфорированный интервал эксплуатационной колонны на продуктивный пласт добывающих и нагнетательных скважин различными способами с целью повышения его продуктивности, ограничения водопритока (добывающих скважин), увеличения приемистости (нагнетательных скважин) и т.п. При этом в скважине по результатам геофизических и гидродинамических исследований намечается интервал воздействия на продуктивный пласт определяется соответствующий метод воздействия: гидроразрыв пласта (ГРП), солянокислотные обработки (СКО), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и др., сопровождающиеся закачкой в намеченный интервал продуктивного пласта различного рода рабочих агентов: жидкости разрыва, с последующим закреплением трещин пропантом, цементного раствора, полимерных составов, обладающих повышенной вязкостью, растворителей и др.

В данной работе представлена разработка способа селективного воздействия на продуктивный пласт через перфорированную эксплуатационную колонну, обеспечивающего большую надежность способа и экономическую эффективность. Это достигается тем, что при проведении работ по селективному воздействию на средний (средний и верхний) интервал продуктивного пласта нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, перекрывается песчаным стаканом с герметизирующей его сверху глинистой подушкой, установка которых производится с помощью контейнера, транспортируе-

мого в скважину по эксплуатационной колонне в нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта с помощью канатной техники (подъемника с лебедкой). Открытие контейнера производится, например, при упоре на забой. В случае необходимости, в интервале продуктивного пласта, намеченного к воздействию, предусматривается проведение повторной кумулятивной или пескоструйной перфорации, что повышает эффективность селективного воздействия. При необходимости защитить от воздействия и верхний интервал продуктивного пласта, он перекрывается пакером, который спускается на НКТ. Затем производится селективное воздействие на средний или верхний интервал продуктивного пласта соответствующим методом (ГРП, СКО, РИР и др.).После проведения селективного воздействия на соответствующий интервал продуктивного пласта, пакер из скважины извлекается, песчаный стакан с глинистой подушкой вымываются обычным способом, т.е. через НКТ и устьевую головку обратной промывки, или с использованием передовой колтюбинговой технологии, затем в скважине устанавливается соответствующее эксплуатационное оборудование и она вводится в эксплуатацию.

Преимуществом предложенного способа селективного воздействия на средний или верхний интервалы продуктивного пласта является то, что для его осуществления не требуется, проведение трудоемких работ по намыву в нижнем (нижнем и среднем) интервале продуктивного пласта песчаного стакана, с последующим вымывом его излишка, так как нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, перекрывается песчаным стаканом с герметизирующим его сверху глинистой подушкой, установка которых осуществляется с использованием контейнера, транспортируемого в скважину по эксплуатационной колонне в заданный интервал продуктивного пласта с помощью канатной техники (подъемника с лебедкой). Кроме того, при проведении различного рода мероприятий по воздействию на заданный интервал продуктивного пласта за счет герметизации песчаного стакана глинистой подушкой через него не будет фильтроваться рабочая жидкость в нижний (нижний и средний) интервал продуктивного пласта. Это обеспечит селективность воздействия и исключит загрязнение песчаного стакана от проникновения в него рабочего агента, облегчив операции по его последующему вымыву.

Предлагаемый способ осуществляется следующим образом.

В скважине, намеченной к проведению того или иного способа воздействия на продуктивный пласт, по результатам геофизических и

гидродинамических исследований определяется интервал воздействия. При необходимости, предусматривается проведение в намеченном интервале продуктивного пласта, подлежащего воздействию, повторная кумулятивная или пескоструйная перфорация, что повышает эффективность селективного воздействия. В том случае, если перфорированный интервал продуктивного пласта, не подлежащий воздействию, располагается в его нижней (средней) части, то этот интервал перекрывается песчаным стаканом с герметизирующей его сверху глинистой подушки высотой 2 м, с использованием контейнера, спускаемого в заданный интервал скважины с помощью канатной техники и подъемника с лебедкой. Открытие контейнера производится, например, при упоре на забой. Глинистая подушка над песчаным стаканом высотой 2 м, исходя из промыслового опыта, вполне достаточна для обеспечения герметичности перекрытия. В том случае, если воздействию подвергается средний интервал продуктивного пласта, и возникает необходимость защитить от воздействия и верхний интервал продуктивного пласта, то он перекрывается пакером, который спускается на НКТ. Затем производится селективное воздействие на средний (или верхний) интервал продуктивного пласта соответствующим методом (ГРП, СКО, РИР)

После проведения селективного воздействия на намеченный интервал продуктивного пласта, пакер из скважины извлекается, песчаный стакан с глинистой подушкой вымываются обычным способом, т.е. через НКТ и устьевую головку обратной промывки, или с использованием передовой колтюбинговой технологии, затем в скважине устанавливается соответствующее эксплуатационное оборудование и она вводится в эксплуатацию.

В третьей главе диссертационной работы приводятся результаты геологического и гидродинамического моделирования разработки месторождения Каламкас с применением ВГВ, а также планирование и применение ПОТ на месторождении Узень.

Построение гидродинамической модели опытного участка месторождения Каламкас и ее адаптация к фактической истории разработки проведены в ПК «Eclipse-100» компании Schlumberger.

При построении гидродинамической модели использованы следующие исходные данные:

- цифровая трехмерная геологическая модель опытного участка;
- физико-химические свойства нефти и газа, зависимость свойств

нефти от давления (PVT-свойства), представленные в разделе 2.2;

• кривые относительных фазовых проницаемостей нефти, газа и воды;

• зависимость начального пластового давления от глубины, полученная на основе замера пластового давления прямыми и косвенными методами;

• геолого-промысловые данные по добыче и закачке, интервалам перфорации, результатам замера пластовых и забойных давлений в скважинах.

Адаптация гидродинамической модели к истории разработки (модификация с учетом фактических данных эксплуатации) проведена в целом по объекту моделирования и по скважинам по основным показателям разработки: добыче нефти и жидкости, закачке воды, забойному и средневзвешенному пластовому давлению. Адаптация модели выполнена за весь период эксплуатации скважин опытного участка – с 01.01.1991 г. по 01.01.2011 г. (всего 20 лет эксплуатации). Временной шаг – 1 месяц.

Далее на модели рассчитан рекомендуемый вариант реализация технологии ВГВ при совместной закачке в пласт газа и воды, обработанной ПАВ, в виде пенообразной системы, с применением компрессорной станции.

Для реализации ВГВ предлагается осуществить выработку газа из газовых шапок горизонтов Ю-1С и Ю-I через 7 скважин в требуемом объеме до 7,4% годовых от геологических запасов этих объектов. Компенсация отбора газа из газовых шапок предусматривается через 22 нагнетательные барьерные скважины, по 11 скважин на каждый горизонт.

На участке месторождения Каламкас реализация процесса ВГВ предусматривается в ограниченный период времени 4 года. Затем процесс ВГВ прекращается и выработка запасов нефти на участке месторождения производится по обычной технологии заводнения с продвижением газоводяной смеси закачиваемой водой.

На основании гидродинамического моделирования получена динамика основных показателей процесса реализации технологии ВГВ, включая добычу нефти, жидкости и газа. При этом накопленная дополнительная добыча нефти за 5 лет составила 2699 тыс. тонн. Согласно предложенному проекту на месторождении начато опытно-промышленное внедрение технологии ВГВ. Акт о внедрении прилагается к диссертации.

Далее, для условий месторождения Узень определены основные критерии применения ПОТ: зоны с наибольшим скоплением остаточных запасов (согласно картам остаточных запасов); высокая неоднородность пластов, либо высокопроницаемые зоны, приуроченные к песчаным телам; обводненность скважин, обусловленная прорывами по высокопроницаемым пропласткам; наличие полных ячеек на участке (отсутствие бездействующих и ликвидированных скважин); благоприятное техническое состояние скважин участка, отсутствие нарушений эксплуатационных колонн, заколонных перетоков и т.д.

На месторождении «Узень» в 2013г. проведены опытно-промысловые испытания предложенной технологии ПОТ с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307. Мероприятия были осуществлены на 73 скважинах.

По результатам технологических показателей применение полимеров FP-307, POLY-T-101 эффективнее: снижение обводненности соответственно на 4 и 3%, увеличение прироста добычи нефти в среднем на соответственно 1,9 и 2,2 т/сут.

Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что она способствует снижению обводненности и повышению дебита реагирующих добывающих скважин. Из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку. Общая накопленная дополнительная добыча нефти от внедрения мероприятий в 2013 году составила 103,33 тыс. тонн. Акт о внедрении прилагается к диссертации.

Выводы и рекомендации

1. Разработан новый способ разработки нефтяного месторождения с применением водогазового воздействия (ВГВ).
2. В лабораторных условиях исследованы различные варианты ВГВ. Получено, что приращение коэффициента вытеснения относительно заводнения составило: при ВГВ с метаном – 9,4%; при ВГВ с азотом – 7,0%; при ВГВ с метаном + ПАВ – 12,0%; при ВГВ с азотом + ПАВ – 9,0%; при полимерномзаводнении – 2,4%. Результаты лабораторных работ позволяют рекомендовать использование соотношения объемов закачиваемых газа и воды в диапазоне 0,2-0,5 в зависимости от реальных условий разработки.
3. Разработанные технологии получения воздуха, обогащенного азотом, и воды, обогащенной сероводородом, при очистке углеводородного газа, могут найти широкое применение в качестве рабочих

агентов при поддержании пластового давления на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях.

4. Разработан новый способ разработки месторождения с потокоотклонением загущенной водой (потокоотклоняющая технология), основанный на регулировании вязкости оторочки загущенной воды. В лабораторных условиях исследованы коэффициенты вытеснения остаточной нефти после заводнения закачкой различных модификаций оторочки загущенной воды. Показано, что максимальная дополнительная добыча нефти достигается при вязкости оторочки на 45% выше вязкости воды используемой для заводнения.
5. Разработан новый способ селективного воздействия на призабойную зону скважин. Предложена следующая последовательность реализации способа: перекрытие нижнего перфорированного интервала продуктивного пласта песчаным стаканом и создание глинистой пробки над песчаным стаканом для его герметизации с использованием контейнера с канатной техникой; проведение селективного воздействия на продуктивный пласт (ГРП, СКО, РИР и др.); промывка скважины до искусственного забоя, спуск соответствующего эксплуатационного оборудования и ввод в эксплуатацию.
6. На месторождении «Узень» в 2013г. проведены опытно-промысловые испытания потокоотклоняющей технологии с использованием полиакриламида марок POLY-T-101, Алкофлад, FP-307. Мероприятия были осуществлены на 73 скважинах. Анализ эффективности технологии ПОТ в целом показал, что она способствует снижению обводненности и повышению дебита реагирующих добывающих скважин. Из 311 окружающих скважин 171 отреагировали на закачку. Общая накопленная дополнительная добыча нефти от внедрения мероприятий в 2013 году составила 103,33 тыс. тонн.

REFERENCES
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абитова А.Ж. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень» //«Научные Труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, 2014, №3, с. 43-51.
2. Абитова А.Ж., Ибагаров М.О., Келдибаева С.С. Анализ эффекивности существующих методов интенсификации добычи неньютонской нефти на месторождении Узень /Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Актау, АО Каз-НИПИмунайгаз, 2013, т.1, с.290-298.
3. Абитова А.Ж., Курбанбаев М.И., Муллаев Б. Т. Способ разработки нефтяного месторождения с потокоотклонением загущенной водой. Заявка на получение патента на изобретение Республики Казахстан № 2016/186.1 от 05.01.2016г.
4. Альвард А.А., Токарев М.А., Смирнов В.Б., Исламов Р.Г. Системный подход к восстановлению и увеличению потенциальной приемистости и продуктивности скважин с учетом структурно-текстурных особенностей коллекторов объекта разработки /Материалы III конгресса нефтегазопромышленников России «Проблемы нефти и газа». Уфа, 2001, с. 191-192.
5. Альвард А.А., Токарев М.А. Методология восстановления и увеличения приемистости нагнетательных скважин //Интервал, 2002, № 12(47), с. 44-47.
6. Амиян В.А., Амиян А.В. «Повышение производительности скважин», Москва, «Недра», 1986 г.
7. Апасов Т.К., Уметбаев В.Г., Апасов Р.Т., Ткачев А.Е. Исследование и применение кислотной композиции для ОПЗ скважин юрских пластов //Нефть и газ, 2004, №1, с. 34-37.
8. Антонов А.В., Голещихин С.П., Катцын Г.В., Обидин В.А., Попыхов Н.П. Способ воздействия на призабойную зону скважины и устройство для его осуществления». Патент РФ № 2132943, 1999.
9. Ахметгареев В.В., Бакиров А.И. Анализ эффективности и оптимизация параметров заводнения при разработке карбонатных коллекторов месторождений Татарстана //Нефтяное хозяйство, 2013, №7, с.28-29.

10. Аширов К.Б, Выжигин Г.Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах //Нефтяное хозяйство, 1992, №7, с. 28-31.

11. Бабашева М.Н., Ермеков М.М. Обзор опыта применения водогазового воздействия на российских и зарубежных месторождениях //Доклады Академии Наук Республики Казахстан, 2007, №2, с.117–121.

12. Балакин В.В. и др. Моделирование полимерного заводнения слоисто-неоднородного пласта //Нефтяное Хозяйство, 1998, №1, с. 47-48.

13. Барышников А.А., Стрекалов А.В., Ведменский А.М. и др. Применение электромагнитного и плазменно-импульсного воздействия для повышения нефтеотдачи //Нефтепромысловое дело, 2013, №6, с.32-33.

14. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973, 246 с.

15. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984, 269с.

16. Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В. Оптимизация кислотных обработок горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах //Нефтяное хозяйство, 2013, №6, с.102-105.

17. Бурдынь Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении, М.: Недра, 1983, 193 с.

18. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на нефтяные пласты //Нефтепромысловое дело, 1995, №8-10, с.54-59.

19. Вафин Р.В. «Разработка нефтенасыщенных трещиновато-пористых коллекторов водогазовым воздействием на пласт». Санкт-Петербург, «Недра», 2007.

20. Вердеревский Ю.Л., Арефьев Ю.Н., Чаганов М.С. Увеличение продуктивности скважин в карбонатных коллекторах составами на основе соляной кислоты //Нефтяное хозяйство, 2000, №1, с.39-40.

21. Владимиров И.В., Пичугин О.В. Изучение эффективности применения технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с суперколлектором //Нефтепромысловое дело, 2013, №11, с.17 – 26.

22. Власов С.А., Краснопевцева К.В., Каган Я.М. и др. Новые перспективы полимерного заводнения в России //Нефтяное Хозяйство, 1998, №5, с. 46-49.

23. Войтенко В.С., Федорцов В.К., Ягафаров А.К. и др. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч.2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. Тюмень: ЗапСибБурНИПИ, 1988, 366 с.

24. Геологический словарь: в 2-х томах. /Под ред. К.Н. Паффенгольца и др. М.: Недра, 1978, 486 с.

25. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. М.: Недра, 2002, 255 с.

26. Гимутудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982, 311 с.

27. Гладков Е.А., Плавник А.Г. Оценка влияния неоднородности свойств продуктивных пластов на разработку нефтяных залежей с использованием системы поддержания пластового давления (СППД) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013, №1, с.33 -42.

28. Глушенко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. М.:ВНИИОЭНГ, 1992, с. 4-48.

29. Горная энциклопедия /Под ред. А.Козловского. М.: Советская энциклопедия, 1984-1991, 560 с.

30. Гришагин А.В., Андреев В.И., Манасян А.Э. и др. Оценка пригодности пластовых вод или их смесей с поверхностными водами для заводнения продуктивных пластов //Нефтяное хозяйство, 2013, №11, с.44-48.

31. Гуторов Ю.А., Гареев А.М. Об одном способе оценки технико-экономической эффективности современных методов повышения нефтеотдачи пластов //Нефтепромысловое дело, 2013, №5, с.23 -25.

32. Долгушин В.А., Голофаст С.Л., Зозуля Г.П. Разработка жидкости носителя пропанта с селективными водоизоляционными свойствами //Нефтяное хозяйство, 2014, №1, с.80-82.

33. Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Телков В.П. и др. Система водогазового воздействия на пласт. Патент РФ №2315859, 2008.

34. Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Телков В.П. и др. Система водогазового воздействия на пласт. Патент РФ № 2293178, 2007.

35. Елеманов Б.Д. Проблемы разработки месторождений Казах-

стана. М.: НИПИнефтегаз, 2002, 610 с.

36. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2006, 169 с.

37. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. М.: Нефть и газ, 1997, 256 с.

38. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождении: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1998, 365 с.

39. Жучков С.Ю. Обзор методов моделирования кислотных обработок карбонатного пласта //Нефтепромысловое дело, 2013, №2, с.29-33

40. Зайнулин А.В., Можчиль А.В., Ефимов Д.В., Савичев В.И. Оценка технологической эффективности системы ПДД в условиях водогазового воздействия: моделирование многофазного потока //Нефтяное хозяйство, 2012, №4, с.60-63.

41. Закенов С.Т. Разработка и совершенствование методов увеличения продуктивности скважин на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений: Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Атырау, 2009, с.5-9.

42. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газо-конденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1989, 336 с.

43. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Асмандияров Р.Н. Новые подходы к регулированию фильтрационных потоков в низкопроницаемых коллекторах с изоляцией холостой циркуляции воды по трещинам //Нефтяное хозяйство, 2012, №1, с.54-57.

44. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Планирование гидроразрыва пласта в скважинах с отрицательным скин-фактором //Нефтяное хозяйство, 2013, №5, с.66-68

45. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Геолого-технические принципы выбора масштаба гидроразрыва пластов //Нефтяное хозяйство, 2012, №6, с.46-48.

46. Ибрагимов Н.Г., Заббаров Р.Г., Даминов А.М.. Козихин Р.А. Анализ факторов, влияющих на эффективность солянокислотных обработок //Нефтяное хозяйство, 2014, №1, с.70-71

47. Изабакаров М. «Исследования по вытеснению нефти щелоч-

ными растворами». Изв.НАН Азербайджана. Науки о Земле, 2002, 3, 57-60.

48. Изабакаров М. «Оценка эффективности водо- и газощелочного заводнения газированной нефти в условиях месторождения «Кюровдаг». Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле, 2004, 3, 124-127.

49. Изабакаров М.И., Эфендиев Р.М., Дадашев А.М. «Экспериментальные исследования вытеснения маловязкой нефти газощелочной смесью в длительно разрабатываемых залежах». Нефтепромысловое дело. Изд. ВНИИОЭНГ, Москва, 2005, 11, 64-66.

50. Изабакаров М.И., Эфендиев Р.М., Дадашев А.М. «Оценка эффективности применения газощелочного заводнения в залежах с маловязкой нефтью. Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле, 2005, 5, 84-88.

51. Кадет В.В., Селяков В.К., Мусин М.М., Мусин Р.М. Анализ эффективности заводнения с учетом характера течения жидкостей на микроуровне //Нефтяное хозяйство, 1995, № 12, с. 40-43.

52. Кадыров Р.Р. Патлай Д.А., Хасанова Д.К., Байбурдов Т.А., Ступенькова Л.Л. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров //Нефтяное хозяйство, 2014, №4, с.70-72

53. Кайшина А.И. Анализ эффективности применяемых технологий добычи нефти на месторождении Узень //АНХ, 2013, №4, с.24-27

54. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974, 224 с.

55. Карабалин У.С., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., и др. Особенности бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин и разбуривание боковых стволов на месторождениях Казахстана /Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Актау, 2011, с.488-497.

56. Карабалин У.С., Абитова А.Ж., Курбанбаев М.И. и др. Новые способы получения альтернативных рабочих агентов для систем поддержания пластового давления (ППД) /Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Актау, АО КазНИПИмунайгаз, 2013, т.2, с.118-131.

57. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. М.: Недра, 1991, 204 с.

58. Киинов Л. К. «Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане». М.: ВНИИОЭНГ, 1996, 150 с.

59. Крылов Л.П., Белаш П.М., Борисов Ю.П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений (принципы и методы) М.: Гостоптехиздат, 1962, 430 с.

60. Кузнецов И.А., Скрипкин А.Г., Гаврилюк О.В., Глазков О.В. Оценка эффективности потокоотклоняющих технологий лабораторным методом на параллельных моделях пласта /Информационный ресурс «Нефть и Газ». Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ", 2012, с.32-34.

61. Кульпин Д.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1974, 200 с.

62. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. Энергосберегающие технологии получения рабочих агентов для поддержания пластового давления //Нефтепромысловое дело», 2014, № 6, с.42-51.

63. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых запасов нефти водогазовым воздействием на продуктивный пласт с использованием загущенной воды //Нефтепромысловое дело, 2014, № 7, с. 30-38.

64. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. Оценка эффективности водогазового воздействия на опытном участке горизонта Ю-1С месторождения Каламкас по результатам фильтрационных исследований на керне //«Научные Труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, 2014, №2, с. 37-51

65. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.С. и др. Планирование ВГВ на месторождении Каламкас //«Нефть. Газ. Новации», 2010, №10, с.33-39.

66. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., Досмухамбетов М.Д. Оптимизация разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением водогазового воздействия с использованием загущенной воды /Материалы международной научно-практической конференции «Инновационные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Актау, АО КазНИПИмунайгаз, 2013, т.1, с.484-498.

67. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т., Досмухамбетов М.Д. Проектирование разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением водогазового воздействия в сочетании с загущенной водой /Материалы IV Международного научно-

го симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». М.: ОАО "ВНИИнефть", 2013, т.1. с.136-144.

68. Курбанбаев М.И., М.Д. Досмухамбетов, А.Ж.Абитова, и др. Экспериментальная оценка эффективности применения технологии водогазового воздействия на опытном участке горизонта Ю-1С месторождения Каламкас /Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». Актау, 2011, с.217-223.

69. Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Сизиумова В.Н., Муллаев Б.С. Интегрированные методы повышения нефтеотдачи //Нефть и газ, 2014, №2 (80), с.79-107.

70. Кустышев А.В., Поникаровский Е.В., Кустышев Д.А. Поинтервальная кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов на завершающей стадии разработки многопластовых месторождений //Нефтяное хозяйство, 2014, №2, с.122-124

71. Ланина О.В., Чусовитин А.А., Радыгин С.А., Яровенко И.В. Реализация барьерного заводнения на самотлорском месторождении //Нефтяное хозяйство, 2013, №2, с.60-62.

72. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика. М.: Недра, 1996., 367 с.

73. Мавлиев А.Р., Альмухаметов А.Р., Петров И.А. и др. Обоснование и разработка кислотоотклоняющих композиций на основе обратных водонефтяных эмульсий //Нефтяное хозяйство, 2012, №12, с.56-58.

74. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа, 2006, 135 с.

75. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. Уфа: Гилем, 1999, 122 с.

76. Михин А.С. Совершенствование технологии гидравлического разрыва с целью вовлечения в разработку слабопроницаемых недренируемых интервалов слоисто-неоднородных пластов //Нефтяное хозяйство, 2013, №9, с.50-52

77. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003, 816 с.

78. Мордвинов В.А К расчету процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону поровых коллекторов // Известия ВУЗов. Серия «Нефть и газ», 1979, № 12, с. 19-22.

79. Муллаев Б.Т. Способ получения воздуха, обогащенного азотом //А.с. СССР № 2063790, 1992.

80. Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. и др. Способ разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением технологии водогазового воздействия. Патент Республики Казахстан №27065, 2012.

81. Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Досмухамбетов М.Ж., Саенко О.Б. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением вязкой нефти загущенной водой. Патент Республики Казахстан №27509, 2011.

82. Муллаев Б.Т., А.Р.Тастемиров, А.Ж.Абитова, О.Б.Саенко. Способ селективного воздействия на продуктивный пласт нефтегазового и газового месторождений. Инновационный патент Республики Казахстан №27510, 2013.

83. Муллаев Б Т., Саламатов М.Г., Сисенбаев К.Ж.и др. Способ закачки в пласт газированной жидкости, 05.12.1989г.

84. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949, 776 с.

85. Муравьев И.М., Базлов М. Н., Жуков А. И. и др. Техника и технология добычи нефти и газа. М.: Недра, 1971, 496 с.

86. Мухаметшин А.А., Ахмадишин Ф.Ф., Максимов Д.В. и др. Фреза для зарезки бокового ствола из эксплуатационной колонны //Сборник научных трудов ТатНИПИнефтъ. М.: ВНИИОЭНГ, 2008, с. 281-287.

87. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. Справочное пособие. М.: Недра, 1991, 167 с.

88. Нефедов Н.В. Интенсификация добыча нефти методом обработки призабойной зоны кислотной микроэмульсией //Нефтяное хозяйство, 2007, №2, с. 58-59.

89. ОСТ 39-195-86. «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях» . М., 1986.

90. Петров Н.А., Идиятуллин Д.Н., Сафин С.Г., Валиуллин А.В. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков. М.: Химия, 2005, 172 с.

91. Петров Н.А., Кореняко А.В,. Янгиров Ф.Н, Есипенко А.И. Ограничение притока воды в скважинах. М.: Недра, 2005. - 130 с.

92. Проскурин В.А., Сагитов Д.К., Тайчинов М.Н. и др. Повышение эффективности разработки нефтяного месторождения с развитой системой заводнения //Нефтепромысловое дело, 2013, №6. с.5-7.

93. Рамм В.М. Абсорбция газов. М.: Химия,1966, 391 с.

94. Рахманов Р.М., Исмагилов Ф.З., Фархутдинов Г.Н., Хисамутдинов А.И., Мусабиров М.Х., Абусалимов Э.М. Разработка усовершенствованных кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» //Нефтяное хозяйство, 2012, №3, с.74-77.

95. Романов Г.В., Симкин В.И., Гарусов А.В. и др. «Исследование остаточных нефтей и вмещающих пород Татарии методом термического анализа. Химический состав нефтей и нефтепродуктов». Тезисы докл. Всесоюзной конференции. – М.: Наука, 1984. 98 с.

96. Рустамов И.Ф., Задорожный Е.В., Виноходов М.А., Сагитов Д.К., Шаймарданов М.Н. Выработка разрозненных остаточных запасов нефти в условиях развитой системы избирательного заводнения //Нефтепромысловое дело, 2013, №3, с.74 -78.

97. Рустамов И.Ф., Хальзов А.А., Андреев Д.В. и др. Влияние неизотермического заводнения на выработку запасов из карбонатных коллекторов //Нефтепромысловое дело, 2013, №3, с.29-32.

98. Рыжик В.М. «Применение щелочного заводнения для извлечения сырой нефти с высоким содержанием кислот. Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи, изд. ЭИ, Москва, 1990, 12, 44-47.

99. Салаватов Т.Ш., Мустафаев А.А., Сулейманов А.А., Панахов Э.А., Габибуллаева Ш.А. Некоторые аспекты повышения эффективности доразработки нефтегазовых месторождений //АНХ, 2013, №4, с.18-23.

100. Салаватов Т.Ш., Сулейманов Б.А., Нуряев А.С. Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах //Нефтяное хозяйство, 2000, №12, с. 81-83. (Salavatov T.Sh., Suleimanov B.A., Nuryaev A.S. Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells //Oil Industry, 2000, No.12, p. 81-83)

101. Салимов В.Г., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов А.В. Влияние вязкости пластового флюида на результаты ГРП //Нефтяное хозяйство, 2013, №9, с.32-35.

102. Саттаров Р.М., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. и др. Некото-

рые реологические особенности неньютоновских нефтей месторождений Западного Казахстана //АНХ, 2012, 11, 27 – 34 с.

103. Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Кан В.А., Жданов С.А. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах //Нефтяное хозяйство, 2012, №3, с.67-69.

104. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.:Газоил пресс, 2006, 200 с.

105. Степанова Г.С., Михайлов Д.Н. Обоснование технологии водогазового воздействия, основанной на эффекте пенообразования //Нефтяное хозяйство. 2008, №3. с. 76-79.

106. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин». М.: Недра, 1987, 316 с.

107. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006, 356 с.

108. Сулейманов Б.А., Агазаде О.Д. Энтропийный подход к выбору скважин для интенсификации добычи нефти на многопластовых месторождениях //АНХ, 2005, № 2, с. 25-29.

109. Сулейманов Б.А., Аскеров М.С., Валиев Г.А. О перспективах доразработки горизонта ПК-5 (север) Сураханского месторождения //АНХ, 2000, №5, с.16-21.

110. Сулейманов Б.А., Исмаилов Ф.С., Дышин О.А. Статистическое моделирование жизненного цикла разработки нефтяного месторождения //Нефтепромысловое дело, 2013, №5, с.10-18.

111. Сулейманов Б.А., Исмайлов Ф.С., Мурсалова М.А. Флюид с наночастицами для воздействия на пласт и призабойную зону скважин //Нефтяное хозяйство, 2010, № 4, с.96-99. (Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Mursalova M.A. Fluid with nanoparticles for bed and wellbottom zone stimulation //Oil Industry, 2010, № 4, с.96-99)

112. Сулейманов Б.А., Сулейманов А.А. Применение принципов динамического анализа при разработке нефтегазовых месторождений //АНХ, 2002, № 11, с. 6-12.

113. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.

114. Тараканова О.Э., Галиуллин М.М., Дубовецкая Н.В. Нестационарное заводнение как способ повышения эффективности реализованной системы поддержания пластового давления //Нефтяное хозяйство, 2013, №11, с.49-53.

115. Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия

на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2009.

116. Требин Ф.Л., Макогон Ю.П., Басниев К.С. Добыча природного газа, М.: Недра, 1979, 367 с.

117. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1982, 52 с.

118. Филатов М.А., Вишняков А.Ю., Турбаков М.С., Илюшин П.Ю. Моделирование полимерного заводнения при разработке Москудьинского нефтяного месторождения //Нефтяное хозяйство, 2013, №8, с.93-95.

119. Филин В.В. Потокоотклоняющие технологии. Теория и практика. М.: Компания Спутник, 2009, 124 с.

120. Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г., Абдюкова Р.Я. Оптимизация процесса вытеснения нефти при стационарной импульсной закачке воды //Нефтепромысловое дело, 2014, №3, с.24-28.

121. Хакимов А.А., Сатаров Р.И., Качурин А.В., Акимкин А.В. Совершенствование технологии кислотных обработок //Нефтяное хозяйство, 2012, №3, с.54-55.

122. Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Магадова Л.А. и др. Подбор кислотных композиций для обработки призабойной зоны по данным ядерно-физических методов //Нефтяное хозяйство, 2012, №5, с.78-81.

123. Шахвердиев А.Х., Сулейманов Б.А., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Способ разработки нефтяной залежи. Патент Российской Федерации №2178067, 2002.

124. Шевелев М.Б., Онегов А.В., Мавлиев А.Р. и др. Обобщение результатов применения циклического заводнения на примере месторождения Западной Сибири //Нефтяное хозяйство, 2013, №1, с.65-67.

125. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г. и др. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНТУ, 2007, 496 с.

Шипилов А.И., Крутихин Е.В., Кудреватых Н.В., Миков А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещинноватых коллекторов //Нефтяное хозяйство, 2012, №2, с.80-83.

126. Шукманова А.А. Оценка и анализ существующих технологий и опыта из мировой практики водогазового воздействия на пласт

//Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева, 2015, №1.

127. Шуров В.Н. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983, 510 с.

128. Цыганова Э.Ф., Черемисин Н.А., Гордеев А.О. Оценка перспектив применения технологии водогазового воздействия для разработки трудноизвлекаемых запасов //Нефтепромысловое дело, 2014, №2, с.5-9.

129. Яковлева И.Н., Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Мовсумзаде А.А. О возможности повышения нефтеотдачи пластов электрохимически активированной водой //АНХ, 2013, №2, с.23-26

130. Яковлев А.П. Экспериментальное обоснование газового и водогазового воздействия на низкопроницаемые пласты Западной Сибири. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа, 1994, 167 с.

131. Янин А.М., Павлов М.С., Гильдерман А.А. и др. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта //Нефтяное хозяйство, 2012, №2, с.64-68.

132. Adams J., Clem Rowe. Differentiating Applications of Hydraulic Fracturing /ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, 2013, Brisbane, Australia

133. Casdagli M. Nonlinear prediction of chaotic time. Series Physica D: Nonlinear Phenomena, 1989, Vol.35, Issue 3, p.335-336.

134. Cuong T.Q. Dang, Long X. Nghiem, Zhangxin Chen et al. CO2 Low Salinity Water Alternating Gas: A New Promising Approach for Enhanced Oil Recovery /SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA

135. Gao B., Mukul M. Sharma. A New Family of Anionic Surfactants for Enhanced-Oil-Recovery Applications //SPE Journal, 2013, vl.18(5), p.829-840.

136. Hoteit H., A.Chawathe. Making Field-Scale Chemical EOR Simulations a Practical Reality using Dynamic Gridding /SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 2014, Muscat, Oman

137. Kirk H. Raney, SubhashAyirala, Robert W. Chin, Paul Verbeek. Surface and Subsurface Requirements for Successful Implementation of Offshore Chemical Enhanced Oil Recovery //SPE Production & Operations, 2012, vol.27(3), p.294-305.

138. Li K., Wenjie Sun, Fen Li, YantaoQu, Yaozhong Yang. Novel Method for Characterizing Single-Phase Polymer Flooding //SPE Journal,

2014, vol.19(4), p.695-702.

139. Libya combines solvent, water injection //Enhanced Recovery Week, 1989, vol.VI, No.5.

140. Liu S., Vinay Sahni, Chia-Fu Hsu. A Novel Method of Forecasting CO2 Flood Performance for Various WAG Injection Schemes by Analyzing Injection Pulses /SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA.

141. Pournik M., Lingling Li, Bradley T. Smith, Hisham A. Nasr-El-Din. Effect of Acid Spending on Etching and Acid-Fracture Conductivity //SPE Production & Operations, 2013, v.28(1), p.46-54.

142. Zaitoun A., P.Makakou, N.Blin et al. Shear Stability of EOR Polymers //SPE Journal, 2012, v.17(2), p.335-339.

143. Saleh L.D., Mingzhen Wei, BaojunBai. Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data //SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, v.17(1), p.15-25.

144. Shahverdi H., Mehran Sohrabi. Modeling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability During Water-Alternating-Gas Injection //SPE Journal, 2014, vol.20, No.1.

145. Suleimanov B.A., F.S.Ismailov, E.F.Veliyev. Nanofluid for enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, v.78, No 2, p.431–437.

146. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screcning Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screenig Criteria and Enhanccd Recovery Field Projects –Part 2: Applications and Impact of Oil Prices //SPE Reservour Engineering August 1997, pp 189-198; 199-205.

147. Thirawarapan C., Marco R. Thiele, Anthony Kovscek, et al. A Simplified Model for Field-Scale Surfactant-Polymer Flooding /SPE Heavy Oil Conference, 2014, Alberta, Canada

148. Vermolen E.C. M., Monica Pingo Almada, Bart M. Wassing, et al. Low-Salinity Polymer Flooding: Improving Polymer Flooding Technical Feasibility and Economics by Using Low-Salinity Make-up Brine /International Petroleum Technology Conference, 2014, Doha, Qatar

149. Wang X., R. Liu, Z. Shao, wt al. A New Treatment Technique of Produced Water from Polymer Flooding /International Petroleum Technology Conference, 2014, Doha, Qatar

150. Zuo L., Yuguang Chen, Zhou Dengen, Jairam Kamath. Three-Phase Relative Permeability Modeling in the Simulation of WAG Injection //SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, v.17(3), p. 326-339.